

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО  
Руководитель ЕЦИ СИ  
Зам. генерального директора  
ФГУ «Вестест-Москва»  
А.С. Евдокимов  
2010 г.

|  |  |
|--|--|
| Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Дэнир» | Внесена в Государственный реестр средств измерений<br>Регистрационный номер № 44764-10 |
|--|--|

Изготовлена ЗАО «Дэнир» по проектной документации ЗАО НПП «ЭнергопромСервис» г. Москва. Заводской номер № 001.

### НАЗНАЧЕНИЕ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Дэнир» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности на розничном рынке электроэнергии (РРЭ) по всем расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в АИИС КУЭ ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» (ОАО «МОЭСК») и АИИС КУЭ ОАО «Мосэнергосбыт» в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ построена на основе ИВК «Альфа Центр» (Госреестр № 20481-00) и представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи, шлюз E-422, устройство синхронизации системного времени (УССВ) и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя автоматизированное рабочее место (АРМ) энергетика, а так же совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня.

В качестве АРМ энергетика используется компьютер с установленным программным обеспечением АС\_РЕ (ПО «Альфа Центр»).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в ОАО «МОЭСК» и ОАО «Мосэнергосбыт», а также предоставление им контрольного доступа;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передача журналов событий счетчиков и шлюза.

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотносены с текущим московским временем. Результаты измерений в ОАО «МОЭСК» и ОАО «Мосэнергосбыт» передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы шлюза. Шлюз производит хранение измерительной информации. Обработка (умножение на коэффициенты трансформации) происходит при запросах с верхнего уровня АИИС КУЭ.

Передача запросов на шлюз и получение измерительной информации со шлюза на АРМ энергетика производится в автоматическом режиме (1 раз в 30 минут) по локальной вычислительной сети (далее по тексту – ЛВС) стандарта Ethernet. На АРМ энергетика выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование, хранение и оформление справочных и отчетных документов.

Передача коммерческой информации в ОАО «МОЭСК» и ОАО «Мосэнергосбыт» реализована с использованием электронных документов в XML формате. Электронный документ может подтверждаться ЭЦП. Файл включается в почтовое сообщение как вложение и пересылается по электронной почте.

### Описание программного обеспечения

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО АРМ энергетика и встроенное ПО счетчиков и шлюза.

Программные средства АРМ энергетика содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД Oracle) и прикладное ПО «Альфа Центр» (АС\_РЕ).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят все средства измерений времени (таймеры счетчиков, шлюза, АРМа энергетика).

В качестве базового прибора СОЕВ используется устройство синхронизации времени (УССВ) MR-350 производства GlobalSat.

Синхронизация времени шлюза происходит по времени подключённого к нему УССВ. Сличение времени шлюза временем УССВ происходит с цикличностью 1 раз в 10 с. Коррекция времени проводится при расхождении времени шлюза со временем УССВ на величину более  $\pm 2$  с.

Синхронизация времени АРМа энергетика осуществляется по времени шлюза. Сличение времени АРМ энергетика со временем шлюза происходит при каждом сеансе связи (1 раз в 30 минут). Коррекция времени проводится при расхождении времени АРМа энергетика со временем шлюза на величину более  $\pm 2$  с.

Синхронизация времени счетчиков осуществляется по времени шлюза. Сличение времени счетчиков со временем шлюза происходит при каждом сеансе связи (1 раз в 30 минут). Корректировка времени осуществляется 1 раз в сутки при расхождении времени счетчиков со временем шлюза на величину более  $\pm 2$  с.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ  $\pm 5$  с/сутки.

## МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1

Таблица 1

| № НИК | Наименование объекта            | Состав измерительного канала  |  |   | Щлюз  | Вид энергии            |
|-------|---------------------------------|---|--|---|---|------------------------|
|       |                                 | Трансформатор тока  | Трансформатор напряжения   | Счетчик электрической энергии   |   |                        |
| 1     | РП-72 ТСН-1                     | ТОП-0,66<br>50/5<br>Кл. точности 0,5<br>Госреестр<br>№ 15174-06<br>Зав. № 9039286<br>Зав. № 9040232<br>Зав. № 9040240 | Прямое включение   | Меркурий 230<br>ART-03 PQRSIDN<br>Кл. точности 0,5S/1,0<br>Госреестр<br>№ 23345-07<br>Зав. № 04456139 | Щлюз Е-422<br>Зав. №<br>200906004<br>Госреестр<br>№36638-07 | Активная<br>Реактивная |
| 2     | РП-72 ТСН-2                     | ТОП-0,66<br>50/5<br>Кл. точности 0,5<br>Госреестр<br>№ 15174-06<br>Зав. № 9040263<br>Зав. № 9040247<br>Зав. № 9040249 | Прямое включение   | Меркурий 230<br>ART-03 PQRSIDN<br>Кл. точности 0,5S/1,0<br>Госреестр<br>№ 23345-07<br>Зав. № 04466813 |   | Активная<br>Реактивная |
| 3     | РП-72 яч. 5 –<br>ПС-836 яч. 57  | ТОЛ-10<br>600/5<br>Кл. точности 0,2S<br>Госреестр<br>№ 7069-07<br>Зав. № 15116<br>Зав. № 15591                        | НАМИ-10-95<br>6000/100<br>Кл. точности 0,5<br>Госреестр<br>№ 20186-05<br>Зав. № 1104 | Меркурий 230<br>ART-00 PQRSIDN<br>Кл. точности 0,5S/1,0<br>Госреестр<br>№ 23345-07<br>Зав. № 04472727 |   | Активная<br>Реактивная |
| 4     | РП-72 яч. 13 –<br>ПС-836 яч. 71 | ТОЛ-10<br>600/5<br>Кл. точности 0,2S<br>Госреестр<br>№ 7069-07<br>Зав. № 15512<br>Зав. № 15249                        | НАМИ-10-95<br>6000/100<br>Кл. точности 0,5<br>Госреестр<br>№ 20186-05<br>Зав. № 1043 | Меркурий 230<br>ART-00 PQRSIDN<br>Кл. точности 0,5S/1,0<br>Госреестр<br>№ 23345-07<br>Зав. № 04472980 |   | Активная<br>Реактивная |
| 5     | РП-72 яч. 8 –<br>ЗПП-721 яч. 8  | ТОЛ-10<br>600/5<br>Кл. точности 0,2S<br>Госреестр<br>№ 7069-07<br>Зав. № 16182<br>Зав. № 15927                        | НАМИ-10-95<br>6000/100<br>Кл. точности 0,5<br>Госреестр<br>№ 20186-05<br>Зав. № 1104 | Меркурий 230<br>ART-00 PQRSIDN<br>Кл. точности 0,5S/1,0<br>Госреестр<br>№ 23345-07<br>Зав. № 04472822 |   | Активная<br>Реактивная |
| 6     | РП-72 яч. 12 –<br>ЗПП-721 яч. 1 | ТОЛ-10<br>600/5<br>Кл. точности 0,2S<br>Госреестр<br>№ 7069-07<br>Зав. № 15995<br>Зав. № 16181                        | НАМИ-10-95<br>6000/100<br>Кл. точности 0,5<br>Госреестр<br>№ 20186-05<br>Зав. № 1043 | Меркурий 230<br>ART-00 PQRSIDN<br>Кл. точности 0,5S/1,0<br>Госреестр<br>№ 23345-07<br>Зав. № 04472795 |   | Активная<br>Реактивная |

Таблица 2

| Границы допустимой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ   |          |                                  |                                   |                                     |                                      |
|--|----------|----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| Номер канала   | cosφ     | $\delta_{1(2)\%}$                | $\delta_{5\%}$                    | $\delta_{20\%}$                     | $\delta_{100\%}$                     |
|  |          | $I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$ | $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$ | $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$ | $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$ |
| 1, 2<br>ТТ-0,5;<br>ТН-нет;<br>Сч-0,5S  | 1,0      | -                                | ±2,2                              | ±1,6                                | ±1,5                                 |
|  | 0,9      | -                                | ±2,6                              | ±1,8                                | ±1,6                                 |
|  | 0,8      | -                                | ±3,1                              | ±2,0                                | ±1,7                                 |
|  | 0,7      | -                                | ±3,7                              | ±2,3                                | ±1,9                                 |
|  | 0,6      | -                                | ±4,5                              | ±2,6                                | ±2,1                                 |
|  | 0,5      | -                                | ±5,6                              | ±3,1                                | ±2,4                                 |
| 3-6<br>ТТ-0,2S;<br>ТН-0,5;<br>Сч-0,5S  | 1,0      | ±1,9                             | ±1,5                              | ±1,5                                | ±1,5                                 |
|  | 0,9      | ±2,0                             | ±1,7                              | ±1,6                                | ±1,6                                 |
|  | 0,8      | ±2,1                             | ±1,8                              | ±1,7                                | ±1,7                                 |
|  | 0,7      | ±2,3                             | ±1,9                              | ±1,8                                | ±1,8                                 |
|  | 0,6      | ±2,5                             | ±2,1                              | ±1,9                                | ±1,9                                 |
|  | 0,5      | ±2,7                             | ±2,4                              | ±2,1                                | ±2,1                                 |
| Границы допустимой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ |          |                                  |                                   |                                     |                                      |
| Номер канала   | cosφ     | $\delta_{1(2)\%}$                | $\delta_{5\%}$                    | $\delta_{20\%}$                     | $\delta_{100\%}$                     |
|  |          | $I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$ | $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$ | $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$ | $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$ |
| 1, 2<br>ТТ-0,5;<br>ТН-нет;<br>Сч-1,0   | 0,9/0,44 | -                                | ±6,9                              | ±4,3                                | ±3,6                                 |
|  | 0,8/0,6  | -                                | ±5,2                              | ±3,6                                | ±3,2                                 |
|  | 0,7/0,71 | -                                | ±4,5                              | ±3,3                                | ±3,1                                 |
|  | 0,6/0,8  | -                                | ±4,1                              | ±3,1                                | ±3,0                                 |
|  | 0,5/0,87 | -                                | ±3,8                              | ±3,0                                | ±2,9                                 |
| 3-6<br>ТТ-0,2S;<br>ТН-0,5;<br>Сч-1,0   | 0,9/0,44 | ±4,0                             | ±3,7                              | ±3,4                                | ±3,4                                 |
|  | 0,8/0,6  | ±3,6                             | ±3,4                              | ±3,1                                | ±3,1                                 |
|  | 0,7/0,71 | ±3,4                             | ±3,3                              | ±3,0                                | ±3,0                                 |
|  | 0,6/0,8  | ±3,3                             | ±3,2                              | ±2,9                                | ±2,9                                 |
|  | 0,5/0,87 | ±3,2                             | ±3,2                              | ±2,9                                | ±2,9                                 |

Примечания:

1. Погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi=1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi < 1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение питающей сети: напряжение (0,98...1,02)· $U_{ном}$ , ток (1 ± 1,2)· $I_{ном}$ ,  $\cos\varphi=0,9$  инд;
  - температура окружающей среды (20±5) °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение питающей сети (0,9...1,1)· $U_{ном}$ , ток (0,01...1,2)· $I_{ном}$  для ИК 3-6; ток (0,05...1,2)· $I_{ном}$  для ИК 1-2.

- температура окружающей среды:
  - для счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 35 °С;
  - шлюз E-422 от плюс 10 до плюс 35 °С;
  - трансформаторы тока по ГОСТ 7746;
  - трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983.

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии «Меркурий 230» – среднее время наработки на отказ не менее 150 000 часов;
- шлюз E-422 – среднее время наработки на отказ не менее 50 000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  часа;
- для шлюза  $T_v \leq 2$  часа;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, шлюзе, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- шлюз (функция автоматизирована);
- АРМ энергетика (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии «Меркурий 230» – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 80 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;

- шлюз E-422 – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу – не менее 30 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

### **МЕСТО И СПОСОБ НАНЕСЕНИЯ ЗНАКА УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

### **КОМПЛЕКТНОСТЬ ПОСТАВКИ**

Комплектность АИИС КУЭ КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

### **ПОВЕРКА**

Поверка проводится в соответствии с документом «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Дэнир». Методика поверки», МИ-693/446-2010 утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в апреле 2010 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ГГ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчик «Меркурий 230» – по методике поверки АВЛГ.411152.021 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- Устройство «Шлюз-E422» – по методике поверки АВБЛ.468212.036 МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2007 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений – 40...+50°С, цена деления 1°С.

Межповерочный интервал – 4 года.

### **СВЕДЕНИЯ О МЕТОДИКАХ (МЕТОДАХ) ИЗМЕРЕНИЙ**

Измерения производятся в соответствии с документом «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Дэнир». Методика измерений. ГДАР.411711.095.МВИ».

## НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

1 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

2 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

3 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

6 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

7 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

## ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО «Дэнир»

143581, Россия, Московская область, Истринский район,  
село Павловская Слобода, улица Ленина, дом 75

Тел. / Факс +7 (495) 992-15-10

Генеральный директор



ЗЯВИТЕЛЬ

Р.В. Демина

ЗАО НПП «ЭнергопромСервис»

105120, Москва, Костомаровский пер., дом 3, офис 104

Тел.: +7 (495) 663 34 35

Факс: +7 (495) 663 34 36

Генеральный директор



М. Тульчинский